

JOSE LLOREDA CAMACHO & CO.

ABOGADOS

Calle 72 No. 5-83 Piso 5, Bogotá, D.C. Tel: 6069700 Fax 6069701

Señor

SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

E. _____ S. _____ D. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 06-128697- -00023-0000

Fecha: 2011-08-05 16:31:45 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 523 RESPUESTA Folios: 39

Re: PI.-ARCHON TECHNOLOGIES LTD.-Solicitud de Patente de Invención en Fase Nacional PCT para "PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS DE UNA RESERVA SUBTERRÁNEA DURANTE EL AVANCE DE UN FRENTE DE COMBUSTIÓN".-Clase E21B 43/243.-Expediente número 06-128.697.-

1. Me permito informar a ese Despacho que renuncio al término de vencimiento del auto de fecha 17 de Junio de 2011, **(cuyo código de entrada es el 585)** en aras de que la solicitud sea estudiada lo más pronto posible, teniendo en cuenta que esta es la respuesta al cuarto Concepto Técnico dictado por esta oficina.

2. Ahora bien, con el fin de responder a las objeciones de claridad y nivel inventivo expuestas por el Señor Examinador en su Concepto Técnico No. **1751**, me permito presentar las siguientes modificaciones en la descripción, las figuras y el capítulo reivindicatorio de la solicitud, así como los siguientes argumentos técnicos por medio de los cuales se superan completamente dichas objeciones.

3. **CLARIDAD DE LA DESCRIPCIÓN**

En primer lugar, el señor Examinador aduce lo siguiente en relación con la claridad de la descripción:

"A pesar que el solicitante afirma que ya había corregido las figuras desde el 21 de Septiembre de 2009, se debe tener en cuenta que la descripción allegada para esa fecha y en la actual continúan con errores como se evidencian así "un pozo de inyección de gas oxidante J", "en el pozo J" (folios 106, 109, 358, 361), sin embargo en la citada figura 2, no se muestra el punto J sino que se nombra como V, entonces continúa una inconsistencia entre la figura 2 y la descripción."

Atendiendo a lo anterior y con el ánimo de subsanar los errores de forma cometidos durante la redacción de la descripción, atentamente me permito manifestar que el solicitante ha decidido realizar las siguientes modificaciones:

- Presentar una nueva figura 2, en la cual se han reemplazado las letras 'V', 'H' e 'I' por las nuevas letras 'C', 'D' y 'E', respectivamente. La anterior modificación permite sincronizar las figuras 1 y 2 de la solicitud, toda vez que ahora el pozo de inyección de gas oxidante que hace parte de la invención es citado en ambas figuras con la letra 'C', mientras que las perforaciones a lo largo de dicho pozo de inyección 'C' son citadas en ambas figuras con las letras 'D' y 'E';
- Modificar los dos últimos párrafos de la página 9 de la descripción de conformidad con lo mencionado previamente, de manera que ahora dichos párrafos se leen como sigue:

"El pozo de inyección de gas oxidante C está ubicado en N en la primera casilla de 50 metros (M-N) del cuadro de la esquina M. La punta O del pozo horizontal O-P está en la primera casilla entre M y R y está corrido 15 m (N-O) junto a la longitud de la reserva desde el pozo de inyección C. El talón del pozo horizontal O-P yace en P y está a 50 m de la esquina de la reserva, Q. La sección horizontal del pozo horizontal O-P es de 135 m de longitud y está ubicado 2,5 m sobre la base de la reserva (M-Q) en la tercera cuadrícula.

Como puede verse en las figuras 1 y 2, el pozo de inyección C está perforado en dos (2) lugares. Las perforaciones en D son puntos de inyección para gas oxidante, mientras que las perforaciones en E son puntos de inyección para vapor o gas no oxidante. El tramo horizontal O-P está perforado 50% y contiene una tubería abierta que está abierta cerca de la punta O."

En efecto, a lo largo de tales párrafos se han reemplazado los términos 'J' y 'V' por 'C', así como también se ha reemplazado 'K' por 'O-P' (toda vez que a partir de la figura 2 es absolutamente claro que el pozo horizontal está representado por el segmento 'O-P'), 'H' e 'I' por 'D' y 'E' (correspondientes a las perforaciones a lo largo del pozo de inyección para gas oxidante), y se ha señalado que la punta del pozo horizontal está representado por 'O'; y,

- En el penúltimo párrafo de la página 12 de la descripción se ha reemplazado la frase *"El caso de vapor cero inyectado a la base de la reserva en el punto I en el pozo J no es parte del presente invento"*, por la siguiente frase

correcta *"El caso de vapor cero inyectado a la base de la reserva en el punto E en el pozo C no es parte del presente invento"*, lo anterior de conformidad con las modificaciones realizadas en la figura 2 de la descripción.

Visto lo anterior es claro que las modificaciones realizadas en descripción de la solicitud de patente en cuestión no amplían de manera alguna el alcance de la solicitud presentada originalmente, cumpliendo por lo tanto a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el artículo 34 de la Decisión 486 de 2000. Así mismo me permito manifestar que dicha nueva descripción también cumple con los requisitos de patentabilidad establecidos en el artículo 28 de la Decisión 486 de 2000, toda vez que divulga la invención de manera suficientemente clara y completa para su comprensión y para que una persona capacitada en la materia técnica correspondiente pueda ejecutarla.

4. **CLARIDAD DEL CAPÍTULO REIVINDICATORIO**

De otro lado, el señor Examinador objeta la claridad del capítulo reivindicatorio aduciendo lo siguiente:

- ***"Los términos "al menos", "sustancialmente" y "adicionalmente" utilizados en las reivindicaciones 1, 11, 13, 15 y 17 no proporcionan precisión ni concisión a las características de la invención"***

En respuesta a lo anterior me permito señalar que el solicitante ha decidido eliminar las expresiones "al menos", "sustancialmente" y "adicionalmente" de las reivindicaciones 1, 11, 13, 15 y 17 señaladas por el señor Examinador, así como también de las reivindicaciones 12 y 14, con lo cual se supera completamente la objeción realizada por ese Despacho a éste respecto.

- ***"En la reivindicación 1 se pretende proteger un resultado a obtener, como es la presurización de la tubería, la cual es el resultado de la inyección de un medio como vapor, agua, y un gas no oxidante, lo cual no es permitido"***

En respuesta a lo anterior, inicialmente me permito señalar que el solicitante ha decidido realizar las siguientes modificaciones en la reivindicación 1 de la solicitud:

- i. En el paso e) del proceso revelado en la reivindicación 1 se ha eliminado la frase *"...y presurizar dicha porción horizontal con dicho medio, y"*, y por lo tanto dicho paso e) ahora se lee como sigue:

"e) inyectar un medio seleccionado de entre un grupo de medios que incluye vapor, agua y un gas no oxidante, en dicha tubería de modo que dicho medio sea conducido dentro de dicho tramo horizontal a través de dicha tubería"

- ii. Se ha incluido un nuevo paso al proceso de la reivindicación 1, el cual ha sido enumerado como paso f) y se lee como sigue:

"f) presurizar dicha porción horizontal con dicho medio a una presión suficiente para reducir o prevenir el ingreso de dicho gas oxidante dentro de dicha porción horizontal; y"

El soporte en la descripción de la solicitud para dicho paso de presurización de la porción horizontal del pozo de producción con el objetivo de prevenir o reducir el ingreso de gas oxidante dentro de dicha porción horizontal, puede encontrarse en los ejemplos 3 y 4 revelados por el solicitante en la descripción de la invención, toda vez que allí se menciona que:

"...Operando con la inyección simultánea de 12 m³/día (su equivalente en agua) de vapor a la base de la reserva por medio de un pozo de inyección vertical C (vea figura 1) provee un excelente resultado de cero aparición de oxígeno, aceptable cantidad de coque y buena aparición de petróleo" (ejemplo 3 de la solicitud), así como también se menciona que:

"...De nuevo 10 m³/día (equivalente en agua) de vapor fue necesario para prevenir la aparición de oxígeno y una temperatura máxima aceptable del cilindro" (ejemplo 4 de la solicitud).

Así mismo, dicho paso de presurización de la porción horizontal del pozo de producción con vapor, agua o un gas no oxidante también encuentra pleno sustento en los datos experimentales divulgados en la Tabla 2b de la descripción, toda vez que allí se muestra que la manera de prevenir de manera eficiente -y por ende segura- el ingreso de oxígeno al pozo de producción no es simplemente la inyección de cualquier cantidad de vapor de agua en la porción horizontal del pozo de producción, sino la inyección de una cantidad suficiente de vapor de agua para presurizar dicha porción horizontal del pozo de producción y prevenir el ingreso de oxígeno;

- iii. Debido a la modificación anterior, el paso f) originalmente presentado ha sido enumerado como nuevo paso g);
- iv. Finalmente, en el preámbulo de dicha reivindicación 1 se ha adicionado la siguiente frase "...el cual previene o reduce el ingreso de gas oxidante a la porción horizontal del pozo de producción empleado en dicho proceso", de manera que dicho nuevo preámbulo se lee ahora como sigue:

"1. Un proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión en dicha reserva subterránea, el cual previene o reduce el ingreso de gas oxidante a la porción horizontal del pozo de producción empleado en dicho proceso, caracterizado porque comprende los pasos de:"

Dicha modificación permite especificar de manera clara el principal objetivo técnico logrado mediante el proceso de combustión in situ que es revelado en la reivindicación 1 de la solicitud de patente en cuestión.

Finalmente, considero de gran importancia destacar que las modificaciones realizadas en el capítulo reivindicatorio de la solicitud en cuestión de ninguna manera implican una ampliación del alcance de la solicitud presentada originalmente, cumpliendo por lo tanto a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el artículo 34 de la Decisión 486 de 2000.

4.1 Modificaciones adicionales realizadas en el capítulo reivindicatorio

Aparte de lo señalado previamente, me permito manifestar ante ese Despacho que el solicitante también ha decidido realizar las siguientes modificaciones en el capítulo reivindicatorio de la solicitud en cuestión:

- Como consecuencia de las modificaciones realizadas en la reivindicación 1 de la solicitud, la redacción de la reivindicación 2 ha sido modificada, de manera que ahora dicha reivindicación dependiente se lee como sigue:

"2. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con la reivindicación 1, donde dicho medio es vapor, ó agua que es calentada hasta vapor, y en donde dicho medio enfría dicha porción horizontal que está próxima a dicho frente de combustión formado a una distancia horizontal a lo largo de dicho tramo horizontal."

- Se ha adicionado una nueva reivindicación, la cual ha sido enumerada como nueva reivindicación 20, es dependiente de la reivindicación 13 o 17 y se lee como sigue:

"20. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con la reivindicación 13 o 17, el cual comprende adicionalmente los pasos de:

(i) Proveer una tubería que se extiende dentro de la porción vertical y la porción horizontal del pozo de producción; y,

(ii) Inyectar dicho medio dentro de dicha tubería y por lo tanto dentro de dicha porción horizontal del pozo de producción.

Dicha nueva reivindicación 20, la cual es dependiente de la reivindicación 13 ó 17, encuentra pleno sustento en, por ejemplo, las reivindicaciones 12 y 15 presentadas originalmente ante ese Despacho, respectivamente. En efecto, dicha reivindicación 12 presentada originalmente divulgaba un proceso para extraer hidrocarburos líquidos desde una reserva subterránea que implicaba el uso de un pozo de inyección para inyectar: i) gas oxidante y, ii) un medio seleccionado entre vapor, agua y un gas no oxidante en la parte inferior de la reserva subterránea, así como también implicaba un pozo de producción que incluía tubería interna para inyectar un medio seleccionado entre vapor, agua y un gas no oxidante en la porción horizontal del pozo de producción (lo anterior también encuentra pleno sustento en la figura 2 de la solicitud, toda vez que allí se muestra la inyección de un medio en la parte inferior de la formación a través del pozo de inyección C, así como la inyección de dicho medio a través de la tubería G ubicada dentro de la porción horizontal F). Por su parte, la reivindicación 15 presentada originalmente divulgaba un proceso para la extracción de hidrocarburos líquidos desde una reserva subterránea que implicaba el uso de un pozo de inyección de gas oxidante, un pozo de inyección separado para inyectar un medio seleccionado entre agua, vapor y un gas no oxidante en la parte inferior de una reserva subterránea, y un pozo de producción que incluye tubería interna para inyectar un medio seleccionado entre vapor, agua y un gas no oxidante en la porción horizontal del pozo de producción.

De lo anterior es claro que las modificaciones previamente mencionadas tampoco implican una ampliación del alcance de la solicitud presentada originalmente,

cumpliendo por lo tanto a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el artículo 34 de la Decisión 486 de 2000.

5. **ANÁLISIS DEL NIVEL INVENTIVO DE LA SOLICITUD**

Finalmente, el señor Examinador objeta el nivel inventivo de la solicitud de patente en cuestión con base en las enseñanzas de los siguientes documentos:

(D2) → **US 4,598,772**

(D3) → **XIA, T. X. et al.; "THAI a 'short-distance displacement' in situ combustion process for the recovery and upgrading of heavy oil". Chemical Engineering Research and Design, 2003, 81, (A3), 295-304.**

El señor Examinador argumenta básicamente que D3 es el documento más cercano del estado de la técnica porque describe un proceso para reducir la viscosidad del petróleo y para la recuperación de éste mediante una operación de combustión in situ, de acuerdo con las enseñanzas del documento D1 (US 5,626,191).

De acuerdo con el señor Examinador la reivindicación independiente 1 de la solicitud de patente en cuestión se diferencia de las enseñanzas de D3 por los pasos de proveer una tubería dentro del pozo de producción y de inyectar un medio seleccionado como un mecanismo para disminuir el riesgo de explosión dentro del yacimiento. Sin embargo, el señor Examinador argumenta que dicho problema técnico es solucionado en el documento D2 mediante la inclusión de una tubería en el pozo de producción como mecanismo para inyectar un medio en una reserva subterránea (nitrógeno, dióxido de carbono) y de esta forma disminuir el riesgo de explosión. Con base en lo anterior, el señor Examinador concluye que un técnico medio en la materia interesado en desarrollar estrategias para mejorar los procesos de recuperación de petróleo, incluiría una tubería dentro del pozo de producción para inyectar un medio, tal como lo enseña D2, dentro del proceso de producción in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión, de acuerdo con las divulgaciones de D3, logrando de esta manera el proceso divulgado en la solicitud de patente en cuestión.

Así mismo, el señor Examinador afirma que la reivindicación independiente 13 de la presente invención se diferencia de las enseñanzas de D3 por la inyección de un determinado medio en la parte baja de la reserva subterránea como mecanismo para disminuir el riesgo de explosión dentro de dicho yacimiento. Sin embargo, de acuerdo con el señor Examinador dicho problema técnico había sido solucionado previamente en el documento D2 a través de la inyección continua de nitrógeno en la parte baja del pozo de producción vertical. Adicionalmente, de acuerdo con ese Despacho el documento D3 enseña la co-inyección de agua y aire en el pozo de inyección, con lo

cual se logra duplicar el porcentaje de recuperación de petróleo reportado en la solicitud de patente en cuestión (86,5% reportado en la página 300 de D3 contra 43,4% reportado en la Tabla 1b de la presente invención), razón por la cual ese Despacho concluye que la inyección de agua dentro de la parte baja de la reserva no proporciona un efecto técnico sorprendente sino un efecto adverso, toda vez que de acuerdo con las enseñanzas de D3 un flujo menor de agua (de 0,0072 m³/día de conformidad con la Tabla 2 del documento D3 [5 ml/min x 60 min/hora x 24 horas/día x 1x10⁻⁶ m³/mL]) permite supuestamente incrementar la producción de petróleo cuando se compara con lo descrito en la presente invención (OOIP = 86,5% de acuerdo con la Tabla 4 de D3, contra 43,4% de acuerdo con la Tabla 1b de la presente invención).

Finalmente, el señor Examinador asevera que la reivindicación independiente 17 de la solicitud de patente en cuestión se diferencia de las enseñanzas de D3 porque revela un proceso que incluye un pozo de inyección adicional para inyectar agua, vapor o un gas no oxidante en la parte baja de una reserva subterránea como mecanismo para disminuir el riesgo de explosión al interior de dicho yacimiento. Sin embargo, de acuerdo con el señor Examinador tal problema técnico había sido solucionado previamente en el documento D2 mediante la inyección de un medio (agua, vapor o un gas no oxidante) al interior del pozo de producción. Adicionalmente, de acuerdo con ese Despacho el documento D3 muestra la co-inyección de agua y aire en el pozo de inyección, con lo cual se logra duplicar el porcentaje de recuperación de petróleo reportado en la solicitud de patente en cuestión (86,5% reportado en la página 300 de D3 contra 43,4% reportado en la Tabla 1b de la presente invención), razón por la cual ese Despacho concluye que la inyección de agua en la parte baja de la reserva no proporciona un efecto técnico sorprendente sino un efecto adverso, toda vez que de acuerdo con las enseñanzas de D3 un flujo menor de agua (0,0072 m³/día) permite duplicar la producción de aceite con respecto a lo descrito en la presente invención.

Visto lo anterior y con el ánimo de demostrar el inequívoco carácter inventivo de la materia técnica revelada en las reivindicaciones 1 a 20 de la solicitud de patente en cuestión frente a la combinación de las enseñanzas de los documentos D2 y D3 (teniendo en cuenta además las enseñanzas del documento US 5,626,191 (D1), toda vez que el documento D3 se basa en las enseñanzas de dicha anterioridad D1), atentamente me permito presentar ante ese Despacho las siguientes consideraciones técnicas:

• **Con respecto a los máximos porcentajes de recuperación de petróleo obtenidos a partir de los procesos divulgados en D3 y en la presente invención**

Antes de analizar el nivel inventivo del nuevo capítulo reivindicatorio de la solicitud de patente en cuestión frente a la combinación de las enseñanzas de los documentos D2 y D3, considero de gran importancia aclarar ante ese Despacho que la comparación realizada por el señor Examinador entre los porcentajes de recuperación de petróleo divulgados en D3 y en la solicitud de patente en cuestión no es válida, toda vez que **existen diferencias significativas** entre los parámetros de operación utilizados durante los experimentos llevados a cabo por los autores de dicha anterioridad D3 y por el inventor de la solicitud de patente en cuestión.

De manera específica me permito señalar que las condiciones de operación utilizadas durante las pruebas realizadas por los autores del documento D3 son clara y sustancialmente diferentes a las condiciones de operación utilizadas durante las pruebas llevadas a cabo como parte de la presente invención en numerosos aspectos, dentro de los que se incluyen los siguientes:

- i. En primer lugar, el petróleo empleado en las pruebas técnicas divulgadas en D3 corresponde a un hidrocarburo más ligero y menos viscoso que aquel usado en los datos de prueba revelados en la solicitud de patente en cuestión. De manera específica me permito señalar que en la página 298 (Tabla 3) del documento D3 se menciona que en los ensayos experimentales allí realizados se empleó petróleo de Wolf Lake, el cual se caracteriza porque tiene una gravedad API de 10,5° y una viscosidad de 48500 mPa s a 15 °C:

"El petróleo de Wolf Lake (API de 10,5°) fue producido a partir de una operación por inundación de vapor y fue especialmente secado en BP, Centro de Investigaciones de Sunbury. Las condiciones experimentales son dadas en la Tabla 2. En ambas pruebas, el petróleo crudo de Wolf Lake fue empleado como hidrocarburo pesado representativo (Tabla 3)"
(página 298 del documento D3)

En contraste con lo anterior, el petróleo (betún) utilizado en los datos de prueba de la presente solicitud es significativamente más pesado y más viscoso, toda vez que tal y como se menciona en la página 4 de la descripción (Tabla 4 - Lista de parámetros modelo), el hidrocarburo empleado durante las pruebas realizadas tiene una viscosidad de 340000 mPa s a 10 °C, es decir, tiene una viscosidad cerca de 7 veces mayor a la viscosidad del petróleo empleado en D3, a aproximadamente la misma temperatura.

- ii. El volumen del pozo de prueba en 3D que es empleado en las pruebas divulgadas en D3 es **sustancialmente más pequeño** en comparación

con el volumen del pozo empleado en el modelamiento por computador a escala completa de la presente invención, lo cual resulta ser de gran relevancia debido a que un volumen más pequeño implica que un mayor porcentaje del volumen estará más cerca del punto de recolección de petróleo licuado en la punta de la porción horizontal del pozo de producción, haciendo más fácil el proceso de recuperación de petróleo desde dicho volumen más pequeño, y por lo tanto incrementando el factor de recuperación OOIP, así como incrementando el volumen barrido por el frente de combustión.

De manera específica me permito señalar que a partir de la Tabla 4 del documento D3 (divulgada en la página 298 de dicha anterioridad y titulada *"Ubicación de termocuplas, pozos de inyección y producción en la celda 3-D"*) es absolutamente claro que el factor de recuperación OOIP de 85,6% fue obtenido utilizando un volumen de muestra de 0,40m x 0,40m x 0,10m (es decir, 0,016 m³), y situando el pozo de producción en el centro de dicho volumen de muestra. Contrario a esto, en la figura 2 de la presente invención claramente se enseña que el volumen de muestra empleado por el solicitante es de 250m x 25m x 20m (es decir, 125000 m³), estando caracterizado adicionalmente porque el pozo de recuperación horizontal está colocado a un lado de dicho volumen, razón por la cual es claro que dicho volumen es mucho más grande que aquel empleado en D3, y que incluso tal diferencia aumentaría aún más si el pozo de recuperación horizontal fuera colocado en el centro de dicho volumen de muestra, tal y como ocurre en las pruebas divulgadas en D3, toda vez que bajo estas condiciones el volumen de muestra sería de 250m x 50m x 20 m (250000 m³), es decir, el volumen sería cerca de quince millones de veces (15'000000) mayor que aquel empleado en las pruebas del documento D3.

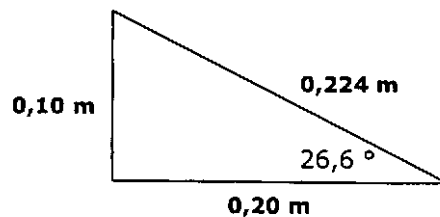
A partir de lo anterior me permito manifestar ante ese Despacho que tan sólo dicha diferencia en el volumen de muestra que es empleado en las pruebas técnicas divulgadas en D3 y en la descripción de la solicitud de patente en cuestión explica de manera evidente por qué el factor de recuperación de petróleo OOIP reportado en dicha anterioridad es mucho más alto que aquel reportado por el solicitante de la presente invención.

- iii. Adicionalmente y en relación con el punto (ii) arriba mencionado, me permito aclarar también que la geometría proporcional de la celda de micro prueba en 3D empleada en el documento D3 es considerablemente diferente al modelo de campo simulado a escala completa que fue empleado para obtener los resultados de la presente invención, toda vez

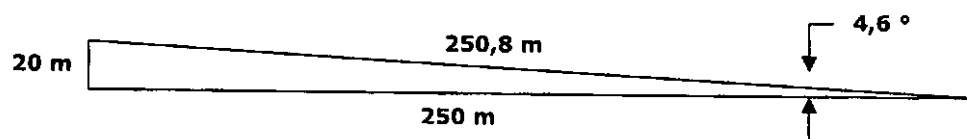
que tiene una línea de viaje al colector horizontal que es sustancialmente más vertical ($26,6^\circ$ Vs. $4,6^\circ$ de inclinación), hecho que implica la existencia de una ruta en dirección al colector horizontal que es más directa y que por lo tanto incrementa la facilidad con la que el hidrocarburo puede ser recogido, haciendo que el porcentaje OOIP divulgado en D3 sea excesivo frente a aquel obtenido mediante el proceso revelado en la solicitud de patente en cuestión.

De manera específica me permito señalar que la distancia máxima que debe atravesar el hidrocarburo desde la formación subterránea hasta el colector horizontal de acuerdo con el proceso divulgado en el documento D3 es proporcionalmente varias veces más pequeña que la distancia máxima que debe atravesar el hidrocarburo en el modelo de formación subterránea simulado por computador de la presente invención, hecho que indiscutiblemente resulta en un proceso de recolección de hidrocarburo más fácil (y por lo tanto con un mayor porcentaje OOIP).

Para recalcar lo anterior, considero relevante mencionar que la geometría de los pozos utilizados durante los modelamientos realizados en D3 y en la presente invención son los siguientes:



Geometría de la celda de prueba en 3D empleada en el documento D3
(La distancia máxima que el hidrocarburo debe atravesar para alcanzar el colector horizontal es de 0,224 m, a un ángulo de $26,6^\circ$)



Geometría de la formación subterránea simulada en la presente invención
(La distancia máxima que el hidrocarburo debe atravesar para alcanzar el colector horizontal es de 250,8 m, a un ángulo poco profundo de $4,6^\circ$)

De lo anterior es absolutamente claro que el ángulo que determina la distancia máxima hasta el colector de acuerdo con D3 ($26,6^\circ$) es mucho mayor que el ángulo que determina la distancia máxima hasta el colector horizontal en la formación subterránea modelada en la solicitud de patente en cuestión ($4,6^\circ$).

- iv. De acuerdo con lo mencionado en la página 297 (líneas 16 a 40) del documento D3, no se presenta el ingreso de grandes cantidades de aire en el pozo por detrás del frente de drenaje **debido a que el residuo pesado y el petróleo craqueado forman un sello, específicamente un tapón de coque**, el cual se forma de manera dinámica en el borde de avance y agotamiento ubicado en el extremo más cercano al inyector de aire. De acuerdo con los autores de D3, dicho tapón de coque es el que permite que el proceso THAI opere en un reactor de prueba en 3D a una presión de 200 kPa. Sin embargo, es evidente que la existencia de un tapón de coque sería funesto en un campo de dimensiones reales debido a que la producción de petróleo por detrás de dicho tapón sería bloqueada, generando temperaturas tan altas que con certeza destruirían el pozo.

Contrario a lo anterior, una de las características del proceso revelado en la presente invención es prevenir la formación de tapones de coque en el pozo de producción debido al ingreso de oxígeno, protegiendo de esta manera la productividad y la integridad del pozo. De manera específica, con el fin de lograr una operación satisfactoria y segura del proceso THAI en un campo de hidrocarburos, el proceso de la solicitud de patente en cuestión se caracteriza porque previene el ingreso de cualquier cantidad de oxígeno al interior del pozo de producción mediante la inyección de un gas inerte en dicho pozo de producción por detrás de la zona de petróleo en movimiento, hecho que elimina de manera efectiva la posibilidad de que el oxígeno ingrese a dicho pozo de producción.

- v. Por último, atentamente me permito señalar que el micro reactor empleado como celda de prueba en 3-D de acuerdo con las enseñanzas del documento D3 es operado a aproximadamente 200 kPa (específicamente 20 psig que equivalen a 34 psia ó a 234 kPa), mientras que la formación de hidrocarburos simulada en la presente invención fue operado a 2600 kPa, esto es, a una presión sustancialmente mayor (ver página 11 de la descripción).

De conformidad con lo anterior considero de gran importancia mencionar que la presión influye de manera significativa sobre la operación del proceso THAI, por ejemplo, sobre la densidad in-situ del aire inyectado en la formación, toda vez que dicha densidad está directamente relacionada con la presión.

Con base en lo anterior y a pesar de la dificultad de establecer el grado y extensión de los efectos generados por la condición de alta presión empleada en el proceso de la presente invención sobre el factor OOIP, en

comparación con lo obtenido con la micro celda de prueba en 3-D divulgada en el documento D3, me permito señalar que dicha característica representa claramente una diferencia significativa entre los parámetros de operación del proceso divulgado en D3 y el proceso revelado en la solicitud de patente en cuestión.

Ahora bien, a manera de resumen de todo lo anteriormente expuesto, a continuación me permito presentar un Tabla que muestra las principales diferencias entre la microcelda de prueba en 3-D empleada en el documento D3 y la formación de hidrocarburos simulada en la presente invención:

Tabla 1. Diferencias entre las condiciones de operación de la celda de prueba en 3-D del documento D3 y la simulación por computador a escala completa de la presente invención

Parámetro	Modelo del documento D3	Presente invención
Modelo	Celda de prueba en 3-D pequeña (0,40m x 0,40m x 0,10m)	Reserva de hidrocarburos simulada a escala completa (20m x 25m x 250m)
Volumen del modelo (m³) - (comparable cuando el colector horizontal es colocado en el centro del volumen de prueba)	0,016 m ³	250000 m ³
Presión (kPa)	200	2600
O₂ en el pozo (%)	2,0	0
Tipo de hidrocarburo	Hidrocarburo pesado	betún
Viscosidad al inicio de la inyección de aire (1cP = 1mPa s)	48500 mPa s a 15 °C	340000 mPa s a 10 °C
Distancia máxima que el hidrocarburo atraviesa hasta alcanzar el colector horizontal y ángulo relativo	22,4 cm (26,6°)	240,8 m (4,6°)
Formación de tapón de coque	sí	No - Prevenida de manera intencional

En vista de las sustanciales diferencias existentes entre las pruebas conducidas en el documento D3 y aquella conducidas en la presente invención, esto es, teniendo en cuenta, entre otros detalles, que la viscosidad del petróleo empleado en las pruebas realizadas por el solicitante es cerca de siete (7) veces mayor que la viscosidad del petróleo utilizado en los ensayos experimentales divulgados en el documento D3, así como teniendo en cuenta que el volumen de muestra utilizado en

las pruebas realizadas por el solicitante es alrededor de 15 millones de veces mayor que el volumen de muestra empleado en los ensayos divulgados en D3 (cada una de las cuales generan un detrimento en el factor de recuperación OOIP), es obvio que los parámetros de operación utilizados en D3 hayan generado la obtención de un porcentaje de recuperación del 86,5%, mientras que bajo los parámetros de operación diferentes empleados en la solicitud de patente en cuestión sólo se haya logrado un porcentaje de recuperación de petróleo del 35,1% (ver Tablas 1a y 1b de la descripción).

Por otra parte, y con el ánimo de eliminar cualquier duda con respecto a las ventajas técnicas del proceso de la presente invención con respecto a las enseñanzas del documento D3, me permito señalar que cuando se lleva a cabo una comparación apropiada entre el proceso divulgado en D3 y el proceso revelado en la presente invención, esto es, bajo condiciones de operación comparables (igual volumen y muestras de petróleo idénticas), la ventaja técnica lograda a partir del proceso revelado en la solicitud de patente en cuestión frente a D3 se hace evidente.

Específicamente, a partir de los datos divulgados en la Tabla 1b de la presente invención es claro que al comparar el proceso de combustión in situ revelado en la presente invención (inyección de vapor con flujos de 5 m³/día y 10 m³/día) con los procesos conocidos en el arte previo (los cuales no incluyen la inyección de vapor dentro la porción horizontal del pozo de producción) bajo condiciones de operación idénticas, el factor de recuperación de betún OOIP% obtenido con el proceso de la solicitud en cuestión es del **43,4%**, comparado con un **35,1%** obtenido con el proceso divulgado en el arte previo (por ejemplo D3):

Tabla 1b: TASA DE AIRE 65.000 m³/día - Vapor inyectado en la tubería del pozo

Tasa de inyección de vapor	Temp. máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígeno en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m ³ /día (equivalente de agua)	°C	%	%	%OOIP	m ³ /día
*0	410	90	0	35,1	28,6
5	366	80	0	43,4	30,0
10	360	45	0	43,4	29,8

* No hace parte del presente invento

Con base en lo anterior me permito señalar de manera categórica ante ese Despacho que una comparación apropiada entre el proceso revelado en la solicitud de patente en cuestión y el proceso conocido en el arte previo (es decir, aquel en el que no se lleva a cabo la inyección de vapor ó un gas no oxidante en la porción horizontal del pozo de producción durante el avance del frente de combustión), permite observar de manera evidente el avance tecnológico y la superioridad del proceso de la

presente invención sobre el proceso del arte previo, toda vez que se incrementa en alrededor de un 8,3% (43,4% - 35,1%) el porcentaje de recuperación de betún.

En consecuencia, atentamente solicito al señor Examinador la reconsideración de las objeciones técnicas realizadas a éste respecto.

• Con respecto a la combinación de las enseñanzas de los documentos D1, D2 y D3 para desvirtuar el nivel inventivo del proceso de la reivindicación 1 y dependientes

Tal como se mencionó previamente en el presente escrito, el señor Examinador afirma en su Concepto técnico que la reivindicación 1 carece de nivel inventivo basándose en los siguientes argumentos:

"El anterior problema técnico objetivo es solucionado en la anterioridad D2, dado que muestra que al incluir una tubería (conducto (32)) en un pozo de producción (10) por medio del cual se inyecta un medio (nitrógeno, dióxido de carbono) disminuye el riesgo de explosión en los procesos de recuperación de petróleo por combustión in-situ (Col 2 líneas 1-15).

Por lo tanto, el documento D2 da indicios al técnico para modificar la invención descrita en D3 que cita a D1 para mostrar el concepto del proceso THAI, el cual muestra que la celda de combustión de laboratorio que se muestra en la figura 6, tiene una línea para suministrar nitrógeno."

Con respecto a lo anterior, considero de gran importancia aclarar ante ese Despacho que, -contrario a lo afirmado por el señor Examinador-, el documento D1 no enseña algún aparato que se caracterice por presentar una tubería dentro del pozo horizontal para inyectar nitrógeno o dióxido de carbono en dicho pozo horizontal a través de dicha tubería.

Contrario a esto, el documento D1 enseña una celda de prueba que tiene (por razones no reveladas por los autores de dicha anterioridad) fuentes de nitrógeno y agua para ser suministrados a un pozo de inyección 8 que está situado en la parte alta de dicha celda de combustión (ver figura 6 de D1). Lo anterior es explicado en detalle en las columnas 4 (líneas 53 a 55) y 5 (líneas 16 a 19) del documento D1, tal como se muestra a continuación:

"El pozo de producción 9 fue ubicado de manera horizontal y elongada en la parte inferior del paquete de arena 4 con relación al pozo de inyección 8 y...

La celda de combustión 1 se ensambló dentro de un sistema de laboratorio convencional, tal como es mostrado en la FIG. 6. Los principales componentes de éste sistema son descritos de manera resumida a continuación:

El aire se suministró al pozo de inyección 8 a partir de un tanque 19 y a través de la línea 20. La línea 20 fue conectada secuencialmente con un secador de gas 21, un medidor de flujo de masa 22 y un calibrador de presión 23, antes de alcanzar el pozo de inyección 8. El nitrógeno podría ser suministrado al pozo de inyección 8 desde un tanque 24 conectado a la línea 20. Podría suministrarse agua al pozo de inyección 8 desde el tanque 27 mediante una bomba 25 y a través de la línea 26. La línea 26 se conectó con la línea 20 aguas abajo del medidor de presión 23. Un controlador de temperatura 28 controló el calentador de encendido 7. Los fluidos producidos pasaron a través de una línea 30 conectada con un separador 31. Los gases fueron separados del fluido producido saliendo del separador 31 a través de una línea aérea 32 que está controlada por un regulador de presión de retorno 33. El regulador 33 mantenía una presión constante en la celda de prueba 1. El volumen del gas producido fue medido mediante un medidor de humedad 34 conectado a la línea 32. El líquido que sale del separador fue recogido en un cilindro 40."

Así como también queda claro a partir de la Figura 6 divulgada en dicho documento D1, la cual se muestra a continuación (línea roja → N₂ - línea azul → H₂O):

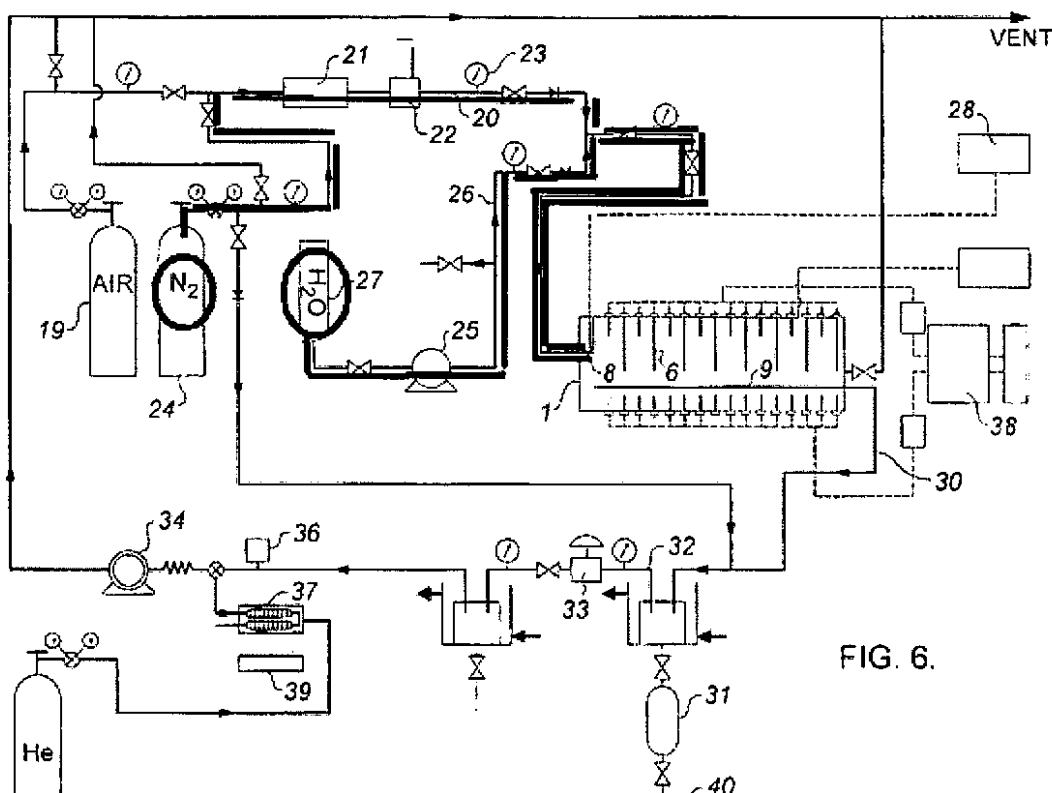


FIG. 6.

Figura 6 del documento US 5,626,191 (D1)

Visto lo anterior y contrario a lo afirmado por el señor Examinador en su Concepto Técnico, la celda de combustión 1 del documento D1 menciona el suministro de N_2 y H_2O al pozo inyector 8, más de ninguna manera enseña o sugiere la disposición de tubería dentro del pozo de producción horizontal 9 con el objetivo de presurizar dicho pozo de producción horizontal 9, así como tampoco enseña o sugiere el suministro de N_2 ó H_2O al pozo de producción horizontal 9.

En consecuencia, debido a que el documento D1 no enseña o sugiere la colocación de tubería dentro de un pozo horizontal, la combinación de D1 con D2 y D3 de ninguna manera le permite a la persona medianamente versada en la materia obtener de manera evidente el proceso de combustión in situ revelado en la reivindicación 1 y dependientes de la solicitud de patente en cuestión.

Aparte de lo anteriormente mencionado considero de gran importancia resaltar una vez más ante ese Despacho que nada en D1 o D2, ya sea por aparte o en combinación, enseña la presurización de la porción horizontal del pozo de producción con un medio tal como un gas no oxidante para prevenir el ingreso de oxígeno en dicha porción horizontal. En este sentido, lo único que enseña D2 es la introducción de un flujo de CO_2 o N_2 para diluir cualquier cantidad de oxígeno que previamente haya ingresado al interior del pozo de producción vertical, con el objetivo de prevenir una mezcla explosiva en dicho pozo de producción. Por su parte, el proceso revelado en la reivindicación 1 de la solicitud en cuestión ataca el problema relacionado con el control de ingreso de oxígeno al interior de la porción horizontal del pozo de producción mediante la presurización de dicho pozo.

Así mismo y de acuerdo con lo afirmado en la declaración rendida por el inventor Conrad Ayasse, la presurización de la porción horizontal del pozo de producción enseñado en el documento D1 con un gas no oxidante sería contra-intuitivo y por lo tanto no obvio para la persona medianamente versada en la materia. Específicamente, es claro que el señor Examinador ha sugerido que la inyección de un gas no oxidante al interior de la porción horizontal del pozo de producción enseñado en D1 sería obvio a partir de las enseñanzas del documento D2, el cual enseña la inyección de CO_2 o nitrógeno dentro de un pozo de producción vertical. Sin embargo, en la declaración rendida por el Dr. Conrad Ayasse aporta claras evidencias que demuestran que incrementar la presión en un pozo de producción horizontal mediante la inyección de un gas no oxidante sería contra-intuitivo para la persona medianamente versada en la materia, toda vez que lo anterior implicaría una reducción en el flujo de petróleo licuado hacia el interior del pozo de producción, haciendo el proceso claramente menos productivo.

Por su parte, la reivindicación 1 de la solicitud de patente en cuestión incluye el paso de presurizar la porción horizontal del pozo de producción, lo cual sorprendente y contra-intuitivamente permite inyectar mayores flujos de gas oxidante dentro de la reserva de hidrocarburos, así como sorprendentemente permite obtener un aumento en la producción de petróleo, toda vez que los datos experimentales divulgados en la descripción de la presente invención (Tablas 1b, 2b y 3b) demuestran de manera contundente que la inyección de un gas no oxidante a través de una tubería ubicada al interior de un pozo de producción y que se extiende hasta la porción horizontal (ubicada en la parte baja de la reserva subterránea) de dicho pozo de producción permite superar los problemas de seguridad relacionados con el ingreso de gas oxidante remanente al pozo de producción, pero también permite lograr un aumento inesperado en los porcentajes de recuperación de petróleo debido a la posibilidad de aumentar el flujo de gas oxidante dentro de la reserva subterránea, así como debido a la disminución de la temperatura máxima del pozo y a la disminución de la cantidad de coque formado en la porción horizontal del pozo de producción.

En efecto, los datos divulgados por el solicitante en las tablas 1b, 2b y 3b de la descripción demuestran que la inyección de un gas no oxidante (tal como vapor de agua) en la parte baja de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión como parte de un proceso de recuperación in situ de hidrocarburos permite aumentar la tasa de inyección del gas oxidante (por ejemplo oxígeno) sin poner en riesgo la seguridad de la reserva (también se logra una menor temperatura máxima de pozo y se evita el ingreso de gas oxidante al cilindro de pozo), y permitiendo sorpresivamente aumentar la tasa de producción de petróleo al parecer como resultado de una mezcla de factores que incluyen el mayor flujo de gas oxidante y la disminución de la cantidad de coque formado en la porción horizontal del pozo de producción.

Con base en todos los argumentos técnicos previamente presentados, atentamente me permito manifestar ante ese Despacho que la combinación de las enseñanzas de los documentos D1, D2 y D3 no le permiten de manera alguna a la persona medianamente versada en la materia desarrollar de manera evidente un proceso de combustión in situ como aquel revelado en la reivindicación 1 y dependientes de la solicitud de patente en cuestión, así como tampoco le habrían permitido sugerir que dicho novedoso proceso de combustión permite disminuir el riesgo de explosión al interior del cilindro de pozo dentro de un yacimiento subterráneo y sorpresivamente aumentar la tasa de producción de petróleo.

• Con respecto a la combinación de las enseñanzas de los documentos D1, D2 y D3 para desvirtuar el nivel inventivo del proceso de la reivindicación 13 y dependientes

Con respecto al nivel inventivo de la reivindicación 13 y dependientes de la solicitud de patente en cuestión, el señor Examinador afirmó en su Concepto Técnico que D3 difiere del proceso revelado en tal reivindicación 13 porque dicha anterioridad no enseña y tampoco sugiere la inyección de un medio (agua, vapor, gas no oxidante) en la parte baja de una reserva subterránea, sino que divulga la inyección de una mezcla aire-agua en la parte alta de una reserva subterránea y a través de un pozo de inyección sencillo, tal y como se aprecia claramente en la figura 3(b) del documento D3:

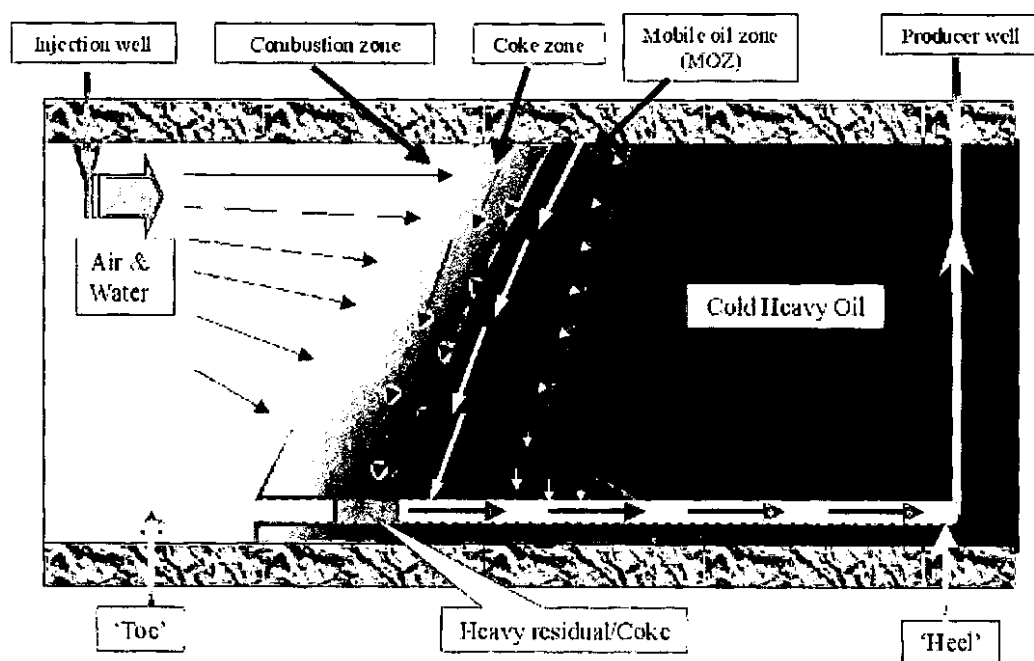


Figura 3(b) divulgada en el documento D3

Sin embargo, el señor Examinador también afirma lo siguiente en su Concepto Técnico:

"La reivindicación 13 de la solicitud colombiana se diferencia en D3 por la inyección del medio seleccionado en la parte inferior de dicha reserva.

El problema técnico objetivo de esta solicitud es como disminuir el riesgo de explosión dentro del yacimiento.

El anterior problema técnico objetivo es solucionado en la anterioridad D2, dado que muestra que el nitrógeno se inyecta continuamente a una velocidad predeterminada en la parte inferior del pozo de producción (Col 4 líneas 6-8)"

Con respecto a lo anterior, me permito señalar ante ese Despacho lo siguiente:

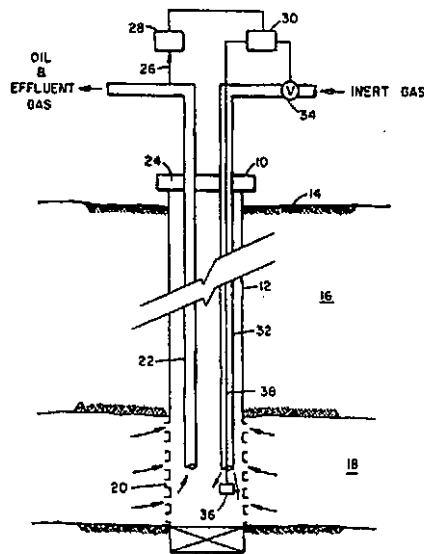
- i. En primer lugar, no existe razón técnica alguna para que la persona medianamente versada en la materia combine las enseñanzas de los documentos D2 y D3 con el objetivo de resolver el problema técnico abordado por el solicitante de la presente invención (el cual consiste en disminuir o eliminar el ingreso de gas oxidante a la porción horizontal de un pozo de producción), toda vez que mientras D2 enseña la inyección de un gas inerte en la base de un pozo vertical con el objetivo de diluir la concentración de oxígeno en la base de dicho pozo vertical, en el documento D3 se establece de manera clara que dicho problema de ingreso de oxígeno en un pozo horizontal NO ocurre con el proceso THAI. En este sentido, en la página 297 del documento D3 se establece específicamente lo siguiente:

"La circunvalación de aire (oxígeno) directamente hacia la posición de punta del pozo de producción horizontal no ocurre en el proceso THAI. Esto es explicado haciendo referencia a la figura 3. Previo al inicio, se crean los pasos de comunicación de gas (si es necesario) entre los inyectores (2VIHP), y entre el(los) inyector(es) y el pozo de producción horizontal por vaporización. En el arranque, la ignición a alta temperatura es iniciada en una pequeña zona (cámara) cerca a la parte superior de la capa de hidrocarburo. A medida que el flujo de inyección de aire se incrementa, el frente de combustión se expande hacia afuera, lejos del pozo de inyección (Figura 3a). Una condición de proceso estable existe **(no hay canalización de oxígeno a través del pozo de producción horizontal)**, debido a que en la zona de combustión se logra un proceso de alta oxidación a altas temperaturas en la parte superior de la capa de hidrocarburo. A medida que el frente de combustión se extiende y se aleja de la región del pozo de inyección, la conducción del calor al interior del la región de hidrocarburo aguas abajo causa que se desarrolle la zona MOZ y que ésta incremente su tamaño. La estabilidad del proceso THAI depende de dos factores clave: (1) una zona de combustión de alta temperatura (450-650 °C), la cual está más avanzada en la parte superior de la capa de hidrocarburo, exhibiendo un tipo de control de gas (estable); y (2) un sello en el pozo de producción horizontal. En SAGD y VAPEX, existe un sello líquido entre el inyector y el productor, o en el pozo de producción mismo. Lo anterior no ocurre en el proceso THAI debido a que el proceso opera a GOR altos (razón gas-hidrocarburo) en el orden de 10-80 a condiciones de reserva. Por lo tanto, es posible que los residuos pesados ubicados en la región del fondo de coque/MOZ (Figura 3b) drenen al interior del pozo horizontal. A medida que la temperatura cerca al pozo horizontal incrementa, el residuo sólido al interior del pozo se hace más pesado o se quiebra térmicamente para formar coque. **Se propone que**

dicho residuo pesado, o coque, actúa como un sello de gas en el pozo horizontal, previniendo el acanalamiento de aire (oxígeno) por detrás del frente de combustión. El proceso de sellamiento se considera dinámico, debido al efecto de temperatura incrementado a partir del frente de combustión que avanza. Por lo tanto, un sello de gas está siendo formado continuamente, cerca del borde inferior de la capa de coque y el MOZ adyacente."

De lo anterior es claro que, en efecto, no existe alguna razón técnica para que la persona medianamente versada en la materia se hubiera basado en las enseñanzas del documento D3 (según el cual el oxígeno no ingresa a la porción horizontal del pozo de producción empleado en el proceso THAI) para sugerir el suministro de un gas inerte en la parte inferior de un yacimiento subterráneo como mecanismo para reducir o prevenir las posibilidades de explosión debido al ingreso de oxígeno al interior de la porción horizontal del pozo de producción.

- ii. De otro lado, el documento D2 tan sólo enseña un método para la operación de un pozo de producción durante un proceso de recuperación de petróleo mediante combustión in situ empleando oxígeno, el cual comprende la inyección continua de un gas inerte en el fondo del pozo de producción con el objetivo de prevenir explosiones como consecuencia de la presencia de cantidades indeseables de oxígeno en dicho lugar. De manera específica y haciendo referencia a la figura 1 divulgada en D2, en dicha anterioridad se enseña un método en el que un conducto de gas inerte (32) se extiende hasta el fondo de un pozo de producción vertical (10) adyacente a la porción inferior de la tubería de producción (22):



De lo anterior es absolutamente claro que, contrario a lo establecido en la reivindicación 13 de la presente invención, en el documento D2 no se enseña la inyección de un gas no oxidante a través de un pozo de inyección diferente al pozo utilizado para la recuperación de petróleo. En este sentido me permito señalar que el paso d) del proceso revelado en la reivindicación 13 de la solicitud de patente en cuestión establece claramente la característica técnica según la cual un medio seleccionado entre vapor, agua y un gas no oxidante se inyecta en la parte baja de una reserva subterránea a través del pozo de inyección de gas oxidante:

"(d) inyectar un medio, en donde dicho medio es seleccionado entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante en dicho pozo de inyección de gas oxidante y en la parte inferior de la reserva subterránea, y por lo tanto en la región de dicha porción horizontal del pozo de producción, durante el avance de dicho frente de combustión a lo largo de dicha porción horizontal, permitiendo el ingreso de dicho medio dentro de dicha porción horizontal; y,

(e) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción"

- iii. Así mismo y con base en lo previamente señalado considero necesario resaltar ante ese Despacho que el análisis realizado por el señor Examinador no se ha enfocado de ninguna manera en el momento en que el solicitante de la invención en cuestión planteó el objetivo de obtener un nuevo proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea disminuyendo o eliminando el riesgo de explosión al interior del pozo de producción pero sin disminuir los porcentajes de recuperación de petróleo, es decir, el señor Examinador realmente no está teniendo en cuenta la imperiosa necesidad que existe de que el examen de patentabilidad que lleve a cabo lo realice haciendo el esfuerzo intelectual de colocarse en la situación afrontada por el técnico con conocimientos medios en la materia antes de que el solicitante de la presente invención diera a conocer sus sorprendentes y ventajosos hallazgos técnicos.

De manera específica me permito señalar que es incorrecto llevar a cabo el examen de nivel inventivo de una solicitud de patente buscando y escogiendo cada una de las características del proceso o producto revelado por el solicitante en los diferentes documentos encontrados en el arte anterior, pero desconociendo las demás características técnicas enseñadas en tales anterioridades.

Así, por ejemplo, me permito aclarar que durante el análisis de nivel inventivo realizado por el señor Examinador para el caso en cuestión resulta impropio el hecho de descartar la característica técnica enseñada en D2 según la cual el gas inerte es inyectado a través del mismo pozo de producción vertical, pero sugerir que dicha opción de inyectar un gas inerte puede combinarse con las enseñanzas de D3 a pesar de que dicha anterioridad enseña un pozo de producción (compuesto de una porción vertical y una porción horizontal) y un pozo de inyección separados. Así mismo, resulta impropio descartar la característica técnica enseñada en D3 de acuerdo con la cual una mezcla aire-agua se inyecta en la parte alta de la formación subterránea a través del pozo de inyección, reemplazando dicha característica con aquella revelada en la reivindicación 13 de la presente invención según la cual la inyección del medio se lleva a cabo en la parte baja de la reserva subterránea a través del pozo de inyección de gas oxidante.

- iv. Por último, considero de gran importancia señalar una vez más ante ese Despacho que en las páginas 12, 14 y 15 de la descripción (ejemplos 1, 3 y 5 mencionados en dicho documento) se divulgan los datos experimentales obtenidos por el solicitante para el caso específico en el que el gas no oxidante fue inyectado en la base de la reserva subterránea a través de un pozo de inyección vertical (correspondiente al mismo pozo de inyección vertical de gas oxidante ó a un pozo de inyección vertical destinado exclusivamente para tal fin), evaluando los parámetros de temperatura máxima del pozo, máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo, máxima cantidad de oxígeno en el cilindro de pozo, factor de recuperación del betún y tasa promedio de recuperación de petróleo.

Tales datos demuestran de manera contundente que el proceso para la recuperación de hidrocarburos divulgado en la reivindicación independiente 13 de la solicitud de patente en cuestión permite superar los problemas de seguridad relacionados con el ingreso de gas oxidante al pozo de producción, pero también permite lograr un aumento inesperado en los porcentajes de recuperación de petróleo debido a la posibilidad de aumentar el flujo de gas oxidante dentro de la reserva subterránea, así como debido a la disminución de la temperatura máxima del pozo y a la disminución de la cantidad de coque formado en la porción horizontal del pozo de producción.

De lo anterior es claro que la combinación de los documentos D2 y D3 no permite que la persona medianamente versada en la materia sugiera de manera evidente el proceso de combustión in situ revelado en la reivindicación 13 de la

presente invención, razón por la cual dicha reivindicación (y sus dependientes) presentan un inequívoco carácter inventivo frente a la combinación de las enseñanzas de tales anterioridades, cumpliendo por lo tanto a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el Artículo 18 de la Decisión 486 de 2000.

• Con respecto a la combinación de las enseñanzas de los documentos D1, D2 y D3 para desvirtuar el nivel inventivo del proceso de la reivindicación 17 y dependientes

Finalmente, con respecto al nivel inventivo de la reivindicación 17 y dependientes de la solicitud de patente en cuestión, el señor Examinador afirmó en su Concepto Técnico que dicha reivindicación 17 difiere de las enseñanzas del documento D3 porque el proceso allí revelado por el solicitante implica la utilización de un segundo pozo de inyección como mecanismo para inyectar un medio (agua, vapor, gas no oxidante) en la parte baja de una reserva subterránea, tal como está definido en los puntos b) y e) de dicha reivindicación 17:

"b) proveer un segundo pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante o agua que sea subsecuentemente calentada para obtener vapor, en la parte baja de dicha reserva subterránea;

...

e) inyectar un medio, en donde dicho medio es seleccionado entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en la parte baja de una reserva subterránea mediante su inyección dentro de dicho otro pozo de inyección durante el avance de dicho frente de combustión a lo largo de la porción horizontal del pozo de producción, inyectando dicho medio abajo en la reserva subterránea en la región de dicha porción horizontal para permitir el ingreso de dicho medio al interior de dicha porción horizontal; y,"

Pese a lo anterior, el señor Examinador asevera que el problema técnico abordado por el solicitante de la invención en cuestión (disminuir o eliminar el riesgo de explosión en el pozo de producción debido al ingreso de oxígeno) ya había sido solucionado previamente en el documento D2 mediante la inyección de un medio (agua, vapor o un gas no oxidante) en la base de un pozo de producción vertical.

En respuesta a lo anterior, inicialmente considero de gran importancia señalar ante ese Despacho que el documento D2 de ninguna manera enseña o sugiere la inyección de un gas inerte con la suficiente presión para lograr inyectar dicho gas inerte dentro de la formación de hidrocarburos, toda vez que dicha anterioridad simplemente enseña el suministro de un gas inerte para reducir la concentración de oxígeno en la base del pozo de producción vertical. Así mismo, de la atenta lectura de D2 es claro que dicha anterioridad tampoco enseña o sugiere la característica técnica

según la cual la inyección del gas inerte se realiza en la parte baja de la formación y específicamente en los alrededores de la porción horizontal del pozo de producción.

Adicionalmente, me permito resaltar una vez más ante ese Despacho que el documento D3 enseña la inyección de una mezcla aire-agua en la parte alta de una formación subterránea a través de un pozo de inyección, pero de ninguna manera enseña o sugiere la inyección de dicho medio en la parte baja de la reserva subterránea a través de un pozo de inyección diferente a aquel empleado para inyectar el gas oxidante.

En consecuencia, es claro que la combinación de las enseñanzas de los documentos D2 y D3 no le permitiría a la persona medianamente versada en la materia desarrollar de manera obvia el proceso de combustión in situ revelado por el solicitante en la reivindicación 17 y dependientes de la solicitud en cuestión.

Aparte de lo anteriormente mencionado me permito señalar una vez más que en el documento D3 se establece de manera clara que el proceso THAI no permite el ingreso de oxígeno en la porción horizontal del pozo de producción, de manera que incluso si el documento D2 enseñara la inyección de un medio dentro de una formación subterránea (lo cual no es cierto debido a que dicha anterioridad simplemente enseña el suministro de un gas inerte en el fondo de un pozo de producción vertical para disminuir la concentración de oxígeno en dicha zona), la persona medianamente versada en la materia no pensaría en combinar los documentos D2 y D3 con el objetivo de desarrollar un novedoso proceso para disminuir o evitar el ingreso de gas oxidante en la porción horizontal del pozo de producción sin generar la disminución del flujo de petróleo recuperado, tal como aquel revelado en la reivindicación 17 de la presente invención.

Finalmente, considero de gran importancia señalar una vez más ante ese Despacho que en las páginas 12, 14 y 15 de la descripción (ejemplos 1, 3 y 5 y Tablas 1a, 2a y 3a mencionados en dicho documento) se divulgan los datos experimentales obtenidos por el solicitante para el caso específico en el que el gas no oxidante fue inyectado en la base de la reserva subterránea a través de un pozo de inyección vertical (correspondiente al mismo pozo de inyección vertical de gas oxidante ó a un pozo de inyección vertical destinado exclusivamente para tal fin), evaluando los parámetros de temperatura máxima del pozo, máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo, máxima cantidad de oxígeno en el cilindro de pozo, factor de recuperación del betún y tasa promedio de recuperación de petróleo.

Tales datos demuestran de manera contundente que el proceso para la recuperación de hidrocarburos divulgado en la reivindicación independiente 17 de la solicitud de patente en cuestión permite superar los problemas de seguridad

relacionados con el ingreso de gas oxidante al pozo de producción, pero también permite lograr un aumento inesperado en los porcentajes de recuperación de petróleo debido a la posibilidad de aumentar el flujo de gas oxidante dentro de la reserva subterránea, así como debido a la disminución de la temperatura máxima del pozo y a la disminución de la cantidad de coque formado en la porción horizontal del pozo de producción.

De lo anterior es claro que la combinación de los documentos D2 y D3 no permite que la persona medianamente versada en la materia sugiera de manera evidente el proceso de combustión in situ revelado en la reivindicación 13 de la presente invención, razón por la cual dicha reivindicación (y sus dependientes) presentan un inequívoco carácter inventivo frente a la combinación de las enseñanzas de tales anterioridades, cumpliendo por lo tanto a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el Artículo 18 de la Decisión 486 de 2000.

6. CONCLUSIÓN

De conformidad con los argumentos técnicos presentados y con las modificaciones realizadas en la descripción y el capítulo reivindicatorio de la invención en cuestión, me permito manifestar que dicha solicitud cumple a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en los artículos 28 y 30 de la Decisión 486 de 2000, toda vez que es clara, concisa y permite que la persona medianamente versada en la materia correspondiente pueda ejecutarla debido a que todos los procesos de recuperación de hidrocarburos reivindicados se encuentran plenamente soportados en la descripción de la invención.

Así mismo, ha sido demostrado de manera contundente que los procesos de combustión in situ revelados en las reivindicaciones 1 a 20 de la solicitud de patente en cuestión presentan un inequívoco carácter inventivo frente a la combinación de las enseñanzas de los documentos D1, D2 y D3, toda vez que la persona medianamente versada en la materia no encuentra en dichas anterioridades alguna indicación técnica que le sugiera las sorprendentes ventajas a nivel de seguridad y producción de petróleo logradas al poner en práctica dicho proceso en una reserva subterránea.

En consecuencia, es claro que se han superado las objeciones presentadas por el señor Examinador en su Concepto Técnico, y por lo tanto, dicha invención es merecedora del privilegio de patente solicitado.

7. Anexo al presente memorial me permito presentar:

- (a) Copia de la descripción de la solicitud, en la cual se ha modificado la figura 2 y los párrafos mencionados en el numeral 4 del presente memorial; y,
- (b) Copia del nuevo capítulo reivindicatorio, el cual reemplaza al actualmente presentado e incluye las modificaciones previamente mencionadas.



JOSE LLORED CAMACHO & CO.

Calle 72 No. 5-83 Piso 5, Bogotá, D.C. Tel: 6069700 Fax 6069701

8. En vista de lo anterior, ruego a usted proceder a estudiar nuevamente la solicitud a la luz de las modificaciones y los argumentos presentados y conceder el privilegio de patente solicitado.

Señor Superintendente,



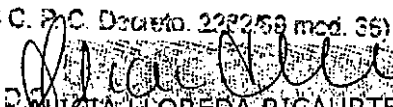
ALICIA LLORED RICAURTE

T. P. 53.215

NOTARIA 41 DEL CÍRCULO DE BOGOTÁ D.C.
DEPARTAMENTO DE CUNDINAMARCA
REPÚBLICA DE COLOMBIA

El Notario 41 del círculo de Bogotá, da fe de que compareció personalmente: Alicia Lloreda Ricaurte
identificada (a) con: C.C. 39.690.713 y tarjeta
profesional de abogado No. 33213 del Consejo
Superior de la Judicatura, quien autentica la firma puesta por ella
(si) mismo en este escrito.

(Art. 84 C. P.C. Decreto. 2222/59 mod. 36)

 01 AGO. 2011

Excmo. D. ALICIA LLORED RICAURTE
C.C. No. 39.690.713 de Usaquén
FIRMA DE LA (S) COMPARAREFENTE



Notary Nataly
Nataly Beltrán
C.C. 1.015.338.013
V. 9a. 013

RESUMEN

Para una cantidad fija de inyección de vapor, la tasa diaria promedio de recuperación de petróleo aumenta con la tasa de inyección de aire. Esto no está fuera de lo esperado desde que el volumen del fluido de barrido sea aumentado.

Sin embargo, es sorprendente que el total de petróleo recogido disminuya al tiempo que la tasa de aire se aumenta. Esto es durante el período de la vida del inyector de aire (tiempo para que el frente de combustión alcance el talón del pozo horizontal).

Aunque la definición presentó e ilustró las caracterizaciones preferidas del invento, se debe entender que el invento no está limitado a esas caracterizaciones particulares.

Muchas variaciones y modificaciones les ocurrirán a aquellos entrenados en este arte. Para la definición de nuestro invento, se debe hacer referencia a las reivindicaciones anexas.

**PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU PARA LA EXTRACCIÓN DE
HIDROCARBUROS LÍQUIDOS DE UNA RESERVA SUBTERRÁNEA DURANTE EL
AVANCE DE UN FRENTE DE COMBUSTIÓN**

CAMPO DE INVENCION

Este invento está asociado con el proceso de seguridad y productividad mejorados, cuando se lleva a cabo una labor de recuperación de petróleo de una reserva subterránea por medio de un proceso de combustión in situ de punta a talón ("toe-to-heel") empleando pozos de producción horizontal, como el descrito en las Patentes US Números 5'626.191 y 6'412.557.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Las patentes US 5'626.191 y 6'412.557, describen el proceso de combustión in situ para producir petróleo de una reserva subterránea (100) usando un pozo de inyección (102) ubicado relativamente elevado en una reserva petrolífera (100) y un pozo de producción (103-106) terminada relativamente bajo la reserva (100). El pozo de producción tiene un tramo horizontal (107) orientado generalmente de manera perpendicular generalmente lineal y al lateralmente extendido frente de combustión erguido propagado desde el pozo de inyección (102). El tramo (107) está ubicado en el recorrido del avance del frente de combustión. Aire u otro gas oxidante, como aire enriquecido con oxígeno, es inyectado a través de los pozos 102, que pueden ser pozos verticales, pozos horizontales o una combinación de estos pozos. El proceso de la Patente US 5'626.191 es llamado "THAI™", un acrónimo de la frase en inglés "toe-to-heel air injection" (inyección de aire de punta a talón) y el proceso de la Patente US 6'412.557 es llamado "Capri™" cuyas marcas registradas pertenecen a Archon Technologies Ltd., una subsidiaria de Petrobank Energy and Resources Ltd., Calgary, Alberta, Canadá.

De importancia es la seguridad de los procesos THAI™ y Capri™ con respecto a la entrada de oxígeno al pozo horizontal, lo que causaría petróleo ardiendo en el pozo y una temperatura extremadamente alta que destruiría al pozo. Este ingreso de oxígeno no ocurrirá si las tasas de inyección se mantienen bajas, sin embargo, las tasas de inyección altas son muy deseables para mantener altas producciones de petróleo y un flujo alto de

oxígeno en el frente de combustión. Es sabido que un flujo elevado de oxígeno puede mantener la combustión en el modo de oxidación de alta temperatura (HTO), alcanzando temperaturas superiores a 350°C y consumiéndose sustancialmente en dióxido de carbono. En un flujo bajo de oxígeno, ocurre una oxidación de baja temperatura (LTO) y las temperaturas no exceden los casi 350°C. En el modo LTO, el oxígeno se incorpora a las moléculas orgánicas, formando compuestos polares que estabilizan las emulsiones de detrimento agua-petróleo y que aceleran la corrosión debido a la formación de ácidos carboxílicos. En conclusión, el uso de tasas de inyección de oxidante relativamente bajas no es un método aceptable para prevenir la combustión en el cilindro del pozo horizontal.

Lo que se necesita es un método que aumente la tasa de inyección de gas oxidante al mismo tiempo que prevenga la entrada del oxígeno al tramo horizontal del cilindro del pozo. Este invento da cuenta de dicho método.

RESUMEN DEL INVENTO

Los procesos THAI™ y Capri™ dependen de dos fuerzas para mover el petróleo, agua y los gases de combustión al cilindro horizontal del pozo para su transporte a la superficie. Estos son el drenaje gravedad y la presión. Los líquidos, en su mayoría petróleo, drenan hacia el cilindro del pozo bajo la fuerza de la gravedad, puesto que el cilindro está ubicado en la región baja de la reserva. Tanto los líquidos como los gases fluyen hacia abajo al cilindro del pozo horizontal bajo la presión gradiente que se establece entre la reserva y el cilindro del pozo.

Durante la fase de precalentamiento de la reserva, o el procedimiento de arranque, el vapor se hace circular en el pozo horizontal a través de un tubo que se extiende hasta la punta del pozo. El vapor fluye de regreso a la superficie a través del espacio anular del recubrimiento. Este procedimiento es imperativo en reservas bituminosas porque el petróleo frío que puede ingresar al pozo será muy viscoso y fluirá poco, pudiendo así taponar el cilindro de pozo. El vapor también se hace circular a través del pozo inyector y es también inyectado a la reserva en la región entre los pozos de inyección y la punta

de los pozos horizontales para calentar el petróleo e incrementar su movilidad antes de comenzar la inyección de gas oxidante en la reserva.

Las Patentes previamente mencionadas muestran que con una inyección continua de gas oxidante un frente de combustión casi-vertical se desarrolla, y se mueve lateralmente de la dirección de la punta del pozo horizontal hacia el talón. Así, dos regiones de la reserva son demarcadas con respecto a la posición de la zona de combustión. Hacia la dirección de la punta, yace la región libre de petróleo que esta sustancialmente llena de gas oxidante, y al otro lado yace la región de la reserva que contiene petróleo frío o bituminoso. A tasas de inyección de oxidante más altas, la presión de la reserva aumenta y la tasa de deposición del combustible puede ser excedida, de modo que el gas conteniendo oxígeno residual puede ser forzado hacia el cilindro de pozo horizontal en la región libre de petróleo. La consecuencia de tener petróleo y oxígeno juntos en un cilindro de pozo es la combustión y una potencial explosión al alcanzar altas temperaturas, quizá cuando estas excedan los 1000°C. Esto puede causar un daño irreparable al cilindro de pozo, incluyendo la falla de las pantallas de retención de arena. La presencia de oxígeno y temperatura del cilindro de pozo superiores a 425 °C deben ser evitadas para la operación segura y continuada de petróleo.

Varios métodos para prevenir la entrada de oxígeno al cilindro de producción están basados en la reducción de las presiones diferenciales entre la reserva y el cilindro de pozo horizontal. Estas son 1. reducir la tasa de inyección del gas oxidante para así reducir la presión de la reserva, y 2. reducir la tasa de desaceleración del fluido para incrementar la presión del cilindro de pozo. Ambos métodos resultan en la reducción de tasa de petróleo, lo cual causa detrimento económico. El conocimiento convencional también dictaría que inyectar fluido directamente en el cilindro incrementaría la presión del cilindro de pozo, pero causaría detrimento a las tasas de producción.

De acuerdo con esto, para poder sobrepasar las desventajas ya mencionadas, y para aumentar la seguridad o productividad de la recuperación de hidrocarburos de una reserva subterránea, el presente invento en una primera incorporación incluye un proceso para extraer hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea que lleva a cabo los siguientes pasos:

- a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la reserva subterránea;
- b) proveer al menos un pozo de producción que tiene un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, el tramo horizontal posee un tramo de talón en la cercanía de sus conexiones al pozo de producción vertical y un tramo de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal;
- c) inyectar un gas oxidante a través de un pozo de inyección para llevar a cabo combustión in situ, de modo que los gases de combustión se produzcan de tal forma que cause que los gases de combustión avancen de manera lateral de forma progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
- d) proveer una tubería dentro del pozo de producción dentro de dicho tramo vertical y con por lo menos una porción de dicha tramo horizontal con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha tubería, de modo que este medio sea conducido próximamente al frente de producción formado a una distancia horizontal a lo largo de dicha porción del tramo horizontal a través de la susodicha tubería;
- e) inyectar un medio seleccionado de entre un grupo de medios que incluye vapor, agua, o un gas no oxidante, en dicha tubería de modo que dicho medio sea conducido dentro de dicha parte de tramo horizontal a través de dicha tubería; y
- f) recuperar los hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.

En una incorporación preferible, la tubería en el paso (d) puede ser retirada o reposicionada de otra forma con el propósito de alterar el punto de inyección de vapor, agua o gas no oxidante a lo largo del tramo horizontal.

En una incorporación subsiguiente del invento, el presente invento comprende un proceso de extracción de hidrocarburos de una reserva subterránea, incluyendo los siguientes pasos:

- a) proveer al menos un pozo de inyección de gas oxidante para inyectar un gas oxidante en la parte superior de una reserva subterránea;

- b) proveer al menos un pozo de inyección ya sea en el pozo mencionado anteriormente en el (a) o en otro pozo para inyectar vapor, un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentado hasta ser vapor, en la parte baja de una reserva subterránea;
- c) proveer al menos un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, y el pozo horizontal con una parte de talón en cercanía de su conexión con el pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal;
- d) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección para permitir combustión in situ, de modo que los gases de combustión se produzcan, en donde los gases avancen progresivamente de forma lateral como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
- e) inyectar un medio, en donde dicho medio sea seleccionado de un grupo de medios compuestos de vapor, agua o un gas no oxidante, en dicho pozo de inyección; y
- f) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.

Como puede entenderse de la anterior descripción, el proceso descrito está adaptado para que los gases de combustión avancen progresivamente de manera lateral como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal en dirección opuesta al pozo de inyección.

En un primer perfeccionamiento, el tramo sustancialmente horizontal se extiende hacia el pozo de inyección y la porción de punta está más cerca del pozo de inyección que la porción de talón. Los gases de combustión avanzan progresivamente de manera lateral como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal en dirección desde la porción de punta hacia la porción de talón del tramo horizontal.

En una incorporación más del invento, el presente comprende la combinación de los pasos arriba mencionados de inyección de un medio a la formación a través de un pozo de inyección, y como un pozo inyectando un medio a través de una tubería en el tramo horizontal. De este mismo modo, en esta incorporación adicional, el presente invento

incluye un método para extraer hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea, comprendiendo los siguientes pasos:

- a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la parte superior de una reserva subterránea;
- b) proveer al menos un pozo de inyección, ya sea el mencionado pozo de inyección en (a) u otro pozo de inyección, para inyectar vapor un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentado hasta el vapor, en la parte inferior de una reserva subterránea;
- c) proveer al menos un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, en donde el tramo sustancialmente horizontal se extienda hacia el pozo de inyección, el tramo horizontal tenga una parte de talón en cercanía a su conexión al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal;
- d) proveer una tubería dentro del pozo de producción con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha parte del tramo horizontal de dicho pozo de producción;
- e) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección para combustión in situ, de modo que gases de combustión se produzcan, en donde los gases de combustión avancen de manera lateral progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, en la dirección de la parte de punta hacia la parte de talón del tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
- f) inyectar un medio, en donde dicho medio sea seleccionado de entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en dicho pozo de inyección y en dicha tubería; y
- g) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.

Si el medio es vapor, este es inyectado en la reserva/formación, a través de bien sea el pozo de inyección o el pozo de producción a través de la tubería, o a través de ambos, en ese estado, típicamente bajo una presión de 7000KpA.

Alternativamente, donde el medio de inyección sea agua, dicho método contempla que el agua sea calentada en el momento de ser provisto a la reserva, para convertirla en vapor. El agua, cuando alcanza la formación, bien sea a través del pozo de inyección o la tubería del pozo de producción, o a través de ambos, puede ser calentada hasta convertirse en vapor durante dicho viaje, o inmediatamente después de su salida del pozo de inyección y/o tubería en el pozo de producción y su entrada en la formación.

DESCRIPCION RESUMIDA DE LOS DIBUJOS

La figura 1 es un esquema del proceso de combustión in situ THATM con las siguientes convenciones:

El ítem A representa el nivel superior de una reserva de petróleo pesado o reserva bituminosa, y B representa el nivel de fondo de tal reserva/formación.

C representa un pozo vertical con D mostrando el punto general de inyección de un gas oxidante como el aire.

E representa la ubicación general de la inyección de vapor o un gas no oxidante en la reserva. Esto es parte del presente invento.

F representa un recubrimiento parcialmente perforado del pozo horizontal. Los fluidos entran al recubrimiento típicamente conducidos directamente a la superficie mediante el empuje del gas natural a través de otra tubería ubicada en el talón del pozo horizontal (no ilustrada).

G representa una tubería ubicada dentro del tramo horizontal. El extremo abierto de la tubería puede ser ubicado cerca del extremo del recubrimiento, como es aquí mostrado, o en otro lugar. La tubería puede ser 'tubería embobinada' que puede ser fácilmente reubicada dentro del recubrimiento. Esto es parte del presente invento.

Los elementos E y G son parte del presente invento y vapor o un gas no oxidante puede ser inyectado a E y/o a G. E puede ser parte de un pozo separado u puede ser parte del mismo pozo usado para inyectar el gas oxidante. Estos pozos de inyección pueden ser

pozos verticales, inclinados u horizontales o de otro modo, y cada uno puede servir varios pozos horizontales.

Por ejemplo, usando un conjunto de tramos horizontales paralelos como están descritos en las patentes 5'626.191 y 6'412.557, el vapor, agua o un gas no oxidante puede ser inyectado en cualquier posición entre el tramo horizontal en la cercanía de la punta del tramo horizontal.

La **Figura 2** es un diagrama esquemático de la reserva Modelo. El esquema no está a escala. Tan sólo se muestra un 'elemento de simetría'. El espacio total entre tramos horizontales es de 50 metros pero solamente las medio-reservas necesitan estar definidas en el programa de software STARS™. Esto reduce tiempo de computo. Las dimensiones generales del Elemento de Simetría son:

longitud M-Q es de 250 m; ancho M-R es de 25m; altura R-S es de 20 m.

Las posiciones de los pozos son las siguientes:

El pozo de inyección de gas oxidante C esta ubicado en N en la primera casilla de 50 metros (M-N) del cuadro de la esquina M. La punta O del pozo horizontal O-P está en la primera casilla entre M y R y está corrido 15 m (N-O) junto a la longitud de la reserva desde el pozo de inyección C. El talón del pozo horizontal O-P yace en P y está a 50 m de la esquina de la reserva, Q. La sección horizontal del pozo horizontal O-P es de 135 m, de longitud y está ubicado 2.5 m sobre la base de la reserva (M-Q) en la tercera cuadrícula.

Como puede verse en las figuras 1 y 2, el pozo de inyección C está perforado en dos (2) lugares. Las perforaciones en D son puntos de inyección para gas oxidante, mientras que las perforaciones en E son puntos de inyección para vapor o gas no oxidante. El tramo horizontal (O-P) está perforado 50% y contiene una tubería abierta cerca de la punta O.

DESCRIPCION DE LA INCORPORACIÓN PREFERIDA

El proceso de operación del THAI™ ha sido descrito en las Patentes US 5'626.191 y 6'412.557 y será brevemente mencionado. El gas oxidante, generalmente aire, oxígeno o aire enriquecido con oxígeno, es inyectado en la parte superior de la reserva. El coque que fue colocado previamente consume el oxígeno de modo que solo gases libres de oxígeno hacen contacto con el petróleo más allá de la zona de coque. Las temperaturas típicas de combustión son de 600°C y tan altas como de 1000°C pueden llegar a darse debido a la alta temperatura de oxidación del combustible en coque. En la Zona de Petróleo Móvil (MOZ), estos gases calientes y vapor, calientan el petróleo a más de 400°C, parcialmente partiendo el petróleo, vaporizando algunos componentes y reduciendo drásticamente la viscosidad del petróleo. Los componentes más pesados del petróleo, como los asfaltos, permanecen en la roca y se convertirán en combustible coque más adelante cuando el frente de quemado llegue a ese lugar. En el MOZ, gases y petróleos drenan hacia abajo en el pozo horizontal, atraídos por la gravedad y por el hundimiento de baja presión del pozo. Las zonas de coque y MOZ se mueven lateralmente de la dirección de la punta hacia el talón del pozo horizontal. La sección detrás del frente de combustión está discriminada como Región Quemada. Frente al MOZ está el petróleo frío.

Con el avance del frente de combustión, la Zona Quemada de la reserva es liberada de líquidos (petróleo y agua) y es llenada de gas oxidante. La sección del pozo horizontal opuesta a esta Zona Quemada está en peligro de recibir oxígeno que puede hacer entrar en combustión el petróleo presente dentro del pozo y crear temperaturas de cilindro extremadamente altas que dañarían el recubrimiento de acero y especialmente las pantallas de arena que se usan para permitir la entrada de fluidos pero excluir la arena. Si las pantallas de arena fallan, arena no consolidada de la reserva entrará al cilindro de pozo y exigirá cerrar el pozo para limpiar y reparar mediante tapones de cemento. Esta operación es muy difícil y peligrosa ya que el cilindro puede contener niveles explosivos de oxígeno y petróleo.

Para poder cuantificar el efecto de la inyección de fluido en el cilindro de pozo horizontal, un número de simulaciones numéricas computarizadas del proceso han sido

llevadas a cabo. Vapor fue inyectado a una variedad de tasas en el pozo horizontal en dos métodos: 1. a través de una tubería ubicada dentro del pozo horizontal, y 2. a través de un pozo separado extendiéndose cerca a la base de la reserva en la cercanía de la punta del pozo horizontal. Ambos métodos redujeron la predilección del oxígeno por ingresar al cilindro pero dieron beneficios sorprendentes y contra intuitivos: el factor de recuperación de petróleo aumentó y la acumulación de coque en el cilindro disminuyó.

Consecuentemente, unas tasas de inyección de gas oxidante podrían ser usadas manteniendo una operación segura.

Se descubrió que ambos métodos de agregar vapor a la reserva proveían ventajas con respecto a la seguridad de los procesos THAI™ al reducir la tendencia del oxígeno de entrar al cilindro del pozo horizontal. También permitía tasas superiores de inyección de gas oxidante en la reserva y mayor recuperación de petróleo.

Simulaciones extensas del proceso THAI™ fueron llevadas a cabo para evaluar las consecuencias de reducir la presión en el cilindro de pozo horizontal al inyectar vapor o gas no oxidante. El programa de software fue el STARS™ In Situ Combustion

Simulator (Simulador de combustión in situ) otorgado por el Computer Modelling Group, Calgary, Alberta, Canadá.

Tabla 4. Lista de los parámetros del modelo.

Simulador: STARS™ 2003.13, Computer Modelling Group Limited

Dimensiones del modelo:

Longitud 250m, 100 casillas, eac

Ancho 25m, 20 casillas

Altura 20 m, 20 casillas

Dimensiones de la cuadrícula: 2.5 m x 2.5 m x 1.0 m (LWH).

Pozo de producción horizontal:

Un pozo discreto con una sección horizontal de 135 m extendiéndose de la casilla 26,1,3 a la 80,1,3

La punta está corrida 15 m del inyector de aire vertical..

Pozo de inyección vertical:

Puntos de inyección del gas (aire) oxidante: 20,1,1:4 (4-casillas superiores)

Tasas de inyección del gas oxidante: 65.000 m3/d, 85.000 m3/d o 100.000 m3/d

Puntos de inyección de vapor: 20,1,19:20 (2-casillas inferiores)

Parámetros de roca/fluido:

Componentes: agua, betún, mejora, metano, CO₂, CO/N₂, oxígeno, coque

Heterogeneidad: Arena homogénea

Permeabilidad: 6.7 D (h), 3.4 D (v)

Porosidad: 33%

Saturación: Betún 80%, agua 20%, gas fracción Moles 0.114

Viscosidad bituminosa: 340.000 cP a 10°C.

Peso molecular del betún: 550 AMU

Viscosidad de mejora: 664 cP a 10°C

Volumen molecular promedio de mejora: 330AMU

Condiciones físicas:

Temperatura de la reserva: 20°C.

Presión natural de la reserva: 2600 kPa

Presión en el fondo: 4000 kPa

Reacciones:

1. 1.0 Betún ----> 0.42 mejora + 1.3375 CH₄ + 20 Coque

2. 1.0 Betún + 16 O₂*0.05 ----> 12.5 Agua + 5.0 CH₄ + 9.5 CO₂ + 0.5 CO/N₂ + 15 Coque

3. 1.0 Coque + 1.225 O₂ ----> 0.5 agua +0.95 CO₂ + 0.05 CO/N₂

EJEMPLOS

Ejemplo 1

La tabla 1^a. muestra los resultados de simulación para una tasa de inyección de aire de 65.000 m³/día (temperatura y presión estándar) en un inyector vertical (E en la figura 1). El caso de vapor cero inyectado a la base de la reserva en el punto E en el pozo C no es parte del presente invento. A una tasa de aire de 65.000 m³/día, no hay ingreso de oxígeno en el cilindro de pozo horizontal incluso sin inyección de vapor y la máxima temperatura del cilindro no excede nunca el objetivo de 425°C.

Sin embargo, como puede ser visto en la información a continuación, inyecciones de bajos niveles de vapor a niveles de 5 y 10 m³/día (equivalente de agua) en un punto bajo de la reserva (E en la figura 1) provee beneficios sustanciales en mayor recuperación de petróleo, contrariamente a las expectativas intuitivas. Donde el medio

inyectado es vapor, la información a continuación provee el volumen de agua equivalente a tal vapor, ya que es difícil determinar de otro modo el volumen de vapor provisto, ya que este depende de la presión a la que el vapor está sujeto en la formación. Obviamente, cuando el agua es inyectada en la formación y se convierte en vapor durante su viaje por la formación, la cantidad de vapor generado es simplemente el equivalente de agua provisto a continuación, el cual es típicamente del orden de 1000x (dependiendo de la presión) del volumen del agua provisto.

Tabla 1a: TASA DE AIRE 65.000 M3/día- Vapor inyectado en la base de la reserva.

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	410	90	0	35.1	28.3
5	407	79	0	38.0	29.0
10	380	76	0	43.1	29.8

* No hace parte del presente invento

Ejemplo 2

La tabla 1b muestra los resultados de inyectar vapor en el pozo horizontal a través de la tubería interna, en la cercanía de la punta mientras se inyecta simultáneamente aire a 65.000 m3/día (temperatura y presión estándar) en la parte superior de la reserva. La máxima temperatura del cilindro de pozo es reducida en proporción relativa a la cantidad de vapor inyectado y el factor de recuperación de petróleo es aumentado relativo al caso base de cero vapor. Adicionalmente, el máximo volumen presente de coque depositado en el cilindro de pozo disminuye con los incrementos a la cantidad de vapor inyectado. Esto es benéfico, ya que la caída de presión en el cilindro será más baja y los fluidos circularan más fácilmente para la misma caída de presión en comparación a pozos sin inyección de vapor en la punta del pozo horizontal.

Tabla 1b. TASA DE AIRE 65.000 M3/día- Vapor inyectad en la tubería del pozo

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOI	M3/día
*0	410	90	0	35.1	28.6
5	366	80	0	43.4	30.0
10	360	45	0	43.4	29.8

*No hace parte del presente invento

Ejemplo 3

En este ejemplo, la tasa de inyección de aire fue aumentada a 85.000 m3/día (temperatura y presión estándar) y dio un resultado de aparición de oxígeno como se muestra en la Tabla 2a. Una concentración de oxígeno de 8.8% fue indicada en el cilindro de pozo para el caso base de cero inyección de vapor. La temperatura máxima del cilindro de pozo alcanzó los 1074°C y el coque se depositó en el cilindro disminuyendo su permeabilidad en un 97%. Operando con la inyección simultánea de 12 m3/día (su equivalente en agua) de vapor a la base de la reserva por medio de un pozo de inyección vertical C (vea figura 1) provee un excelente resultado de cero aparición de oxígeno, aceptable cantidad de coque y buena recuperación de petróleo.

Tabla 2a. TASA DE AIRE 85.000 M3/día- Vapor inyectado a la base de la reserva

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	1074	97	8.8		
5	518	80	0		
10	414	43	0	36.1	33.4

*No hace parte del presente invento

Ejemplo 4

La tabla 2b muestra el desempeño de combustión con 85.000 m3/día de aire (temperatura y presión estándar) y una inyección simultánea de vapor al cilindro de pozo a través de una tubería interna G (vea figura 1). De nuevo 10 m3/día (equivalente en agua) de vapor fue necesario para prevenir la aparición de oxígeno y una temperatura máxima aceptable del cilindro.

Tabla 2b. TASA DE AIRE 85.000 M3/día- Vapor inyectado en la tubería del pozo

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	1074	100	8.8		
5	500	96	1.8		
10	407	45	0	37.3	33.2

*No hace parte del presente invento

Ejemplo 5

Para poder comprobar aún más los efectos de las tasas superiores de inyección de aire, varios intentos se llevaron a cabo con 100.000 m³/día de inyección de aire. Los resultados en la tabla 3ª indican que con inyección simultánea de vapor a la base de la reserva (en la ubicación B-E en el pozo vertical C-ref. figura 1), 20 m³/día (equivalente en agua) de vapor fue necesario para prevenir la aparición de oxígeno en el tramo horizontal, en contraste a los tan sólo 10m³/día (equivalente en agua) en una tasa de inyección de aire de 85.000 m³/día.

Tabla 3a. TASA DE AIRE 100.000 M³/día- Vapor inyectado a la base de la reserva

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m ³ /día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M ³ /día
*0	1398	100	10.4		
5	1151	100	7.2		
10	1071	100	6.0		
20	425	78	0	34.5	35.6

*No es parte del presente invento

Ejemplo 6

La tabla 3b muestra la consecuencia de inyectar vapor en la tubería del pozo (ver figura 1) mientras se inyecta 100.000m³/día de aire en la reserva. De forma idéntica, con inyección de vapor a la base de la reserva, una tasa de vapor de 20m³/día (equivalente en agua) fue necesaria para poder prevenir la aparición de oxígeno en el tramo horizontal.

Tabla 3b. TASA DE AIRE 100.000 M3/día- Vapor inyectado en la tubería del pozo

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	1398	100	10.4		
5	997	100	6.0		
10	745	100	3.8		
20	425	38	0	33.9	35.6

*No hace parte del presente invento

REIVINDICACIONES

Las caracterizaciones del invento sobre el cual una propiedad o privilegio exclusivo es reivindicado, están definidas como se indica a continuación:

1. Un proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión en dicha reserva subterránea, el cual previene o reduce el ingreso de gas oxidante dentro de la porción horizontal del pozo de producción utilizado en dicho proceso, caracterizado porque comprende los pasos de:
 - a) proveer un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la porción superior de la reserva subterránea;
 - b) proveer un pozo de producción que tiene un tramo horizontal y un pozo de producción vertical conectado a éste; el tramo horizontal posee un tramo de talón en la cercanía de sus conexiones al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal;
 - c) inyectar un gas oxidante a través de un pozo de inyección para llevar a cabo una combustión in situ en la reserva, de modo que los gases de combustión se produzcan de tal forma que cause que los gases de combustión avancen progresivamente de forma lateral como un frente, en una dirección a lo largo de dicho tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
 - d) proveer una tubería dentro del pozo de producción en dicho tramo vertical y en por lo menos una porción de dicho tramo horizontal, con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha porción del tramo horizontal de dicho pozo de producción próximo al frente de combustión formado a una distancia horizontal a lo largo de dicho tramo horizontal de dicho pozo de producción;
 - e) inyectar un medio seleccionado de entre un grupo de medios que incluye vapor, agua y un gas no oxidante, en dicha tubería de modo que dicho medio sea conducido dentro de dicho tramo horizontal a través de dicha tubería;
 - f) presurizar dicha porción horizontal con dicho medio a una presión suficiente para reducir o prevenir el ingreso de dicho gas oxidante dentro de dicha porción horizontal;
 - y,
 - g) recuperar los hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.
2. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con la reivindicación 1, en donde dicho medio es vapor o agua que es calentada hasta vapor, y en donde dicho medio enfria dicha

porción horizontal que está próxima a dicho frente de combustión formado a una distancia horizontal a lo largo de dicho tramo horizontal.

3. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con la reivindicación 1 ó 2, en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada al momento de su provisión a la reserva, para convertirse en vapor.
4. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el pozo de inyección es un pozo vertical, inclinado u horizontal.
5. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, dicho paso de inyectar dicho medio comprende adicionalmente el paso de presurizar dicha porción horizontal a una presión suficiente para permitir la inyección de dicho medio en la reserva subterránea.
6. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde dicho gas no oxidante es inyectado en dicha tubería solo o en combinación con vapor o agua.
7. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde un extremo abierto de una tubería está en la cercanía de la punta de la porción horizontal para permitir la salida de dicho medio hacia dicha punta.
8. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde la tubería está parcialmente retraída o reposicionada de otro modo con el

propósito de alterar un punto de inyección del vapor, agua o gas no oxidante en el tramo horizontal.

9. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el vapor, agua o el gas o gases no oxidantes son inyectados constante o periódicamente.
10. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada subsecuentemente para convertirse en vapor y dicho vapor se provee a dicha parte baja de la reserva a través del extremo distal de dicho pozo de inyección.
11. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde dicho pozo de inyección está configurado para la inyección de gas oxidante en la porción superior de la reserva, y también está configurado para la inyección de vapor, un gas no oxidante o agua que es subsecuentemente calentada hasta formar vapor, en la parte inferior de dicha reserva subterránea, comprendiendo además los pasos de inyectar dicho gas oxidante en dicha porción superior de la reserva e inyectar dicho vapor, gas no oxidante o agua dentro de no solo dicha tubería sino también en la parte inferior de dicha reserva subterránea a través de dicho pozo de inyección.
12. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, comprendiendo adicionalmente los pasos de:
 - (i) Proporcionar un segundo pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante o agua que es subsecuentemente calentada hasta vapor, en la parte inferior de dicha reserva subterránea; y,
 - (ii) Inyectar dicho vapor, gas no oxidante o agua en dicho segundo pozo de inyección y en dicha tubería.

13. Un proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión en dicha reserva subterránea, caracterizado porque comprende los pasos de:
- a) proveer un pozo de inyección de gas oxidante para inyectar un gas oxidante en la porción superior de una reserva subterránea y para inyectar vapor, un gas no oxidante o agua en la porción inferior de dicha reserva subterránea en una región de la porción horizontal del pozo de producción;
 - b) proveer un pozo de producción con un tramo horizontal y un pozo de producción vertical conectado a éste; el tramo horizontal teniendo una parte de talón en cercanía a su conexión al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal;
 - c) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección de gas oxidante para permitir la combustión in situ, de modo que gases de combustión se produzcan, en donde los gases de combustión avancen progresivamente de manera lateral como un frente, en una dirección a lo largo de dicho tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
 - d) inyectar un medio, en donde dicho medio es seleccionado entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante en dicho pozo de inyección de gas oxidante y en la parte inferior de la reserva subterránea, y por lo tanto en la región de dicha porción horizontal del pozo de producción, durante el avance de dicho frente de combustión a lo largo de dicha porción horizontal, permitiendo el ingreso de dicho medio dentro de dicha porción horizontal; y,
 - e) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.
14. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con la reivindicación 13, caracterizado porque provee adicionalmente el paso de:
- i) Proveer gas oxidante a dicho pozo de inyección de manera que los gases de combustión avancen progresivamente de forma lateral como un frente, en una dirección a lo largo del tramo horizontal, en una dirección que se aleja del pozo de inyección.
15. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con las reivindicaciones 13 o 14, en donde:

- i) El tramo horizontal se extiende hacia el pozo de inyección;
 - ii) La porción de punta está más cerca del pozo de inyección que la porción de talón;
y
 - iii) Los gases de combustión avanzan progresivamente de forma lateral como un frente, en una dirección que va desde la porción de punta hacia la porción de talón del tramo horizontal.
16. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con las reivindicaciones 13, 14 ó 15, en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada subsecuentemente para convertirse en vapor y dicho vapor se provee a dicha parte baja de la reserva a través del extremo distal de dicho pozo de inyección.
17. Un proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión en dicha reserva subterránea, caracterizado porque comprende los pasos de:
- a) proveer un primer pozo de inyección para inyectar gas oxidante en una reserva subterránea;
 - b) proveer un segundo pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante o agua que sea subsecuentemente calentada para obtener vapor, en la parte baja de dicha reserva subterránea;
 - c) proveer un pozo de producción que tenga un tramo horizontal y un pozo de producción vertical conectado a éste, donde el tramo sustancialmente horizontal tenga una porción de talón en la vecindad de su conexión con el pozo vertical de producción y una porción de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal;
 - d) inyectar un gas oxidante a través del primer pozo de inyección para la combustión in situ, de manera que los gases de combustión sean producidos y donde los gases de combustión avancen progresivamente de forma lateral como un frente, en la dirección a lo largo del tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
 - e) inyectar un medio, en donde dicho medio es seleccionado entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en la parte inferior de una reserva subterránea mediante su inyección dentro de dicho segundo pozo de inyección durante el avance de dicho frente de combustión a lo largo de dicha porción horizontal, inyectando dicho medio abajo en la reserva subterránea en la región de dicha porción horizontal para permitir el ingreso de dicho medio al

interior de dicha porción horizontal; y,

- f) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.
18. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con la reivindicación 17, en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada subsecuentemente para convertirse en vapor y dicho vapor es proveído a dicha parte baja de la reserva a través del extremo distal de dicho segundo pozo de inyección.
19. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con las reivindicaciones 17 ó 18, en donde dicho gas oxidante es inyectado en una parte superior de la reserva a través de dicho pozo de inyección de gas oxidante.
20. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con la reivindicación 13 ó 17, el cual comprende adicionalmente los pasos de:
- proveer una tubería que se extiende al interior de la porción vertical y la porción horizontal de dicho pozo de producción; y,
 - inyectar dicho medio dentro de dicha tubería y por lo tanto dentro de dicha porción horizontal.

Figura 2. Dimensión de la reserva y ubicación de los pozos

